

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2400 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2400)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Худяков Николай Александрович		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

Максимова Ю.А.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б62Т	Худяков Николай Александрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2400 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Применение циркуляционных переводников

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Долота с алмазными вставками Stinger	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Худяков Николай Александрович		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
03.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2020	3. Долота с алмазными вставками Stinger	15
12.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	5. Социальная ответственность	15
29.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		03.06.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Худяков Николай Александрович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<ol style="list-style-type: none"> 1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	2. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Худяков Николай Александрович		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Худяков Николай Александрович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/Специальность	Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2400 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности 1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) 1.3 ТК РФ глава 47
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины: - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; работы на высоте.
3. Экологическая безопасность:	3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары); <p>4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Худяков Николай Александрович		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 73 страницы, не включая приложения, 8 рисунков, 51 таблицу, включая приложения, 25 литературных источников, 6 приложений.

Ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2400 метров.

Целью работы подразумевает – проектирование технологического решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2620.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ долот с алмазными вставками stinger пород при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Определения. Обозначения. Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК - Трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементирувочный;

ГЦУ – головка цементирувочная универсальная;

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062–81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019–2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029–

80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4./2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710–2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

Оглавление

Введение	13
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	14
1.1. Геологическая характеристика разреза скважин	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения.....	14
1.3 Зоны возможных осложнений.....	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	18
2.1 Обоснование конструкции скважины	18
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	18
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	21
2.3.1 Выбор способа бурения.....	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	22
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	23
2.3.4 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	24
2.3.5 Выбор и обоснования типа забойного двигателя	25
2.3.6 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	25
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	27
2.3.8 Разработка гидравлической программы промывки скважины	29
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	31
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	31
2.4.1 Расчет обсадных колонн	31
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	35
2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	37
2.5 Выбор буровой установки	39
3 ДОЛОТО С АЛМАЗНЫМИ ВСТАВКАМИ STINGER	40
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	45
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	45
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	45
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	47
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	49
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	49
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	49
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	51
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	51
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	52
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	53
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепле-ния скважины	53
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	56

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	56
5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	57
5.2 Производственная безопасность	58
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов	59
5.3 Критические значения тока.	62
5.3.1.1 Электробезопасность.....	62
5.3.1.2 Пожаровзрывобезопасность.....	63
5.4 Экологическая безопасность	64
5.4.1 Мероприятия по защите селитебной зоны	64
5.4.2 Мероприятия по защите атмосферы.....	65
5.4.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	65
5.4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	66
Список использованных источников	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	71
Приложение А	74
Приложение Б.....	80
Приложение В	80
Приложение Г	85
Приложение Д	88
Приложение Е.....	94

Введение

Главная задача разведочного бурения, заключается в том, актуальную информацию о месторождении, чтобы при дальнейшей его эксплуатации, не возникало аварийных и непредвиденных ситуаций. Для этого нужна целостная картина геологических и геофизических данных, которую может обеспечить разведочное бурение.

В данной работе геологический разрез сложен преимущественно мягко, мягко-средними породами, но также имеются пропластки твёрдых пород, это необходимо учитывать при выборе породаразрушающего инструмента.

В интервале 0-2400 присутствует большой коэффициент кавернозности, его значение достигает 1,4. Обращая внимание на это необходимо подобрать буровые растворы, которые максимально минимизируют интенсивность поглощения и частоту возникновения осыпей и обвалов на данном интервале.

На интервале отсутствуют несовместимые зоны по условию бурения.

Стоит отметить, что продуктивный пласт, находится вблизи с водоносным горизонтом, это стоит учитывать, чтобы в дальнейшем не допустить межпластовых перетоков.

Исходя из условий, описанных выше необходимо спроектировать эффективные технологические решения, для строительства и безаварийной эксплуатации в дальнейшем.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2400 метров.

В работе ставится и частная задача: проанализировать известные на данный момент долота с алмазными вставками Stinger

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1. Геологическая характеристика разреза скважин

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении!. Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–2400 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Характеристика нефтеносности и водоносности предоставлена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика нефтеносности и водоносности

Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа
Нефтеносность					
1550	1556	поровый	0,735	0–7	5,5
1716	1722	поровый	0,783	0–30	5,7
1805	1825	поровый	0,782	0–10	6,0
1839	1843	поровый	0,742	0–100	6,0
1947	1952	поровый	0,746	0–10	6,3
2065	2070	поровый	0,76	0–10	5,7
2355	2370	поровый	0,74	0–110	11,5
Водоносность					
40	330	поровый	1,003	–	–
895	1500	поровый	1,003	–	–
2080	2155	поровый	1,007	–	–
2155	2340	поровый	1	–	–

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов. Разрез представлен 4 водоносными и 1 нефтеносным пластами, представленным в таблице 1. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2355-2370 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 110 м³ /сут.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал,м		Градиент давления								Температура в конце интервала градус
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва пород		горного		
			кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
Q	0	40	0	0,100	0	0,100	0,000	0,200	0,00	0,20	2
Patr	40	90	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,20	5
P _{3nm}	90	190	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,20	7
P _{3at}	190	290	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,20	10
P _{2tv}	290	330	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,21	12
Pg _{2ll}	330	480	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,21	0,21	24
Pg _{1tl}	480	560	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,21	0,22	26
K _{2gn}	560	750	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	31
K _{2br}	750	800	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	35
K _{2kz}	800	895	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	40
K _{1-2pk}	895	1550	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,23	0,23	66
K _{1-2pk}	1550	1620	0,103	0,103	0,103	0,103	0,180	0,180	0,23	0,23	67
K _{1 al}	1620	1640	0,103	0,103	0,103	0,103	0,170	0,170	0,23	0,23	68
K _{1vr}	1640	1945	0,103	0,103	0,103	0,103	0,170	0,170	0,23	0,24	84
K _{1tr}	1945	2155	0,104	0,104	0,104	0,104	0,170	0,170	0,24	0,24	88
K _{1klm}	2155	2520	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,170	0,24	0,24	98

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложение А.

Краткая характеристика возможных осложнений.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения.

В интервале 0-450, 762-1647 метров ожидаются поглощения. Поэтому рекомендуется бурить без увеличения плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями.

В интервале 0-1647 метров ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора хим. реагентами.

Интервалы 0-1647, 2253-2327 метров характеризуются также наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость в контроле отклонений параметров бурового раствора от проектных, удовлетворительной очистке от выбуренной породы и ограничений по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

Интервалы 762-2627, 2655-2660 метров склонны к проявлениям в условиях несоблюдения параметров бурового раствора и скорости спуско-подъёмных операций.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

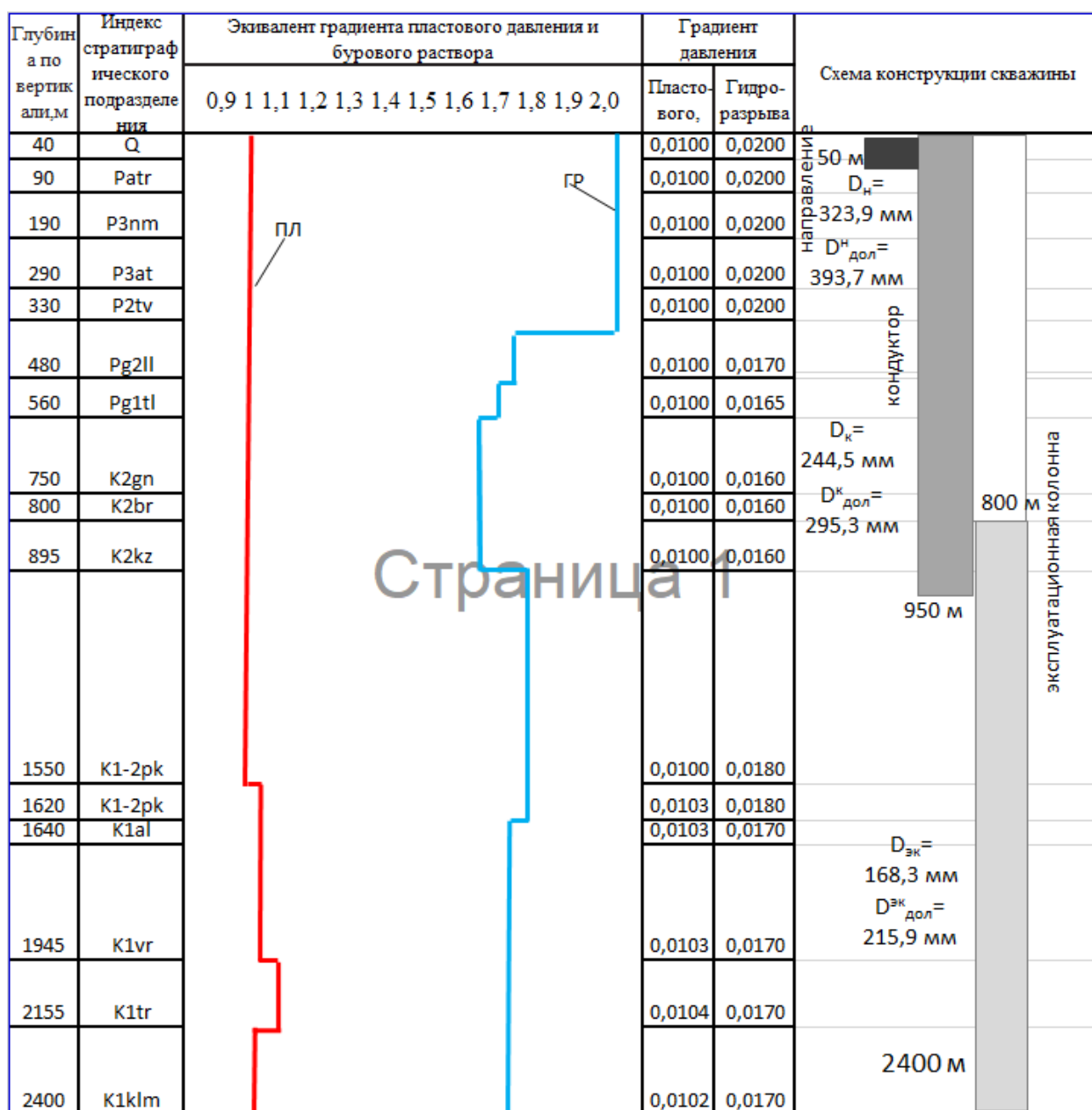


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 40 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 50 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Кондуктор спускается на глубину 950 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-800 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2400 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

- а) направление и кондуктор цементируются на всю длину;
- б) эксплуатационная и промежуточная колонна цементируется с учётом перекрытия башмака кондуктора на высоту 150 м для нефтяной скважины.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным $D_{эк}=168,3$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$:

$$P_{му} = 8,11 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: ОКК1-21-168x245 К1 ХЛ.
2. ПВО, соответствующее пластовому давлению: ОП5- 280/80x21.

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	950	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
950	2400	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2350	2375	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–50	50–950	950–2400
1		2	3	4
Шифр долота		Ш 393,7 НьюТек Сервисез (3х20 мм)	PDC БИТ 295,3 BT 419 CP (6х19мм)	PDC БИТ 215,9 BT 613(6х12,7мм)
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	МЗ	СЗ
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2

Продолжение таблицы 4

1		2	3	4
Длина, м		0,5	0,39	0,37
Масса, кг		163	40	28
G, тс	Рекомендуемая	3-8	5-12	5-15
–	Предельная	25	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40-60	100-140	140-180
–	Предельная	200	440	400

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото 393,7 мм марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 295,3 мм марки MC (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 215,9 мм марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет. В интервале эксплуатационной колонны будут произведены операции по отбору керна.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При определении осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях. Усредненные значения осевой нагрузки на долото используемой при бурении нефтяных и газовых скважин представлены в

таблице 5;

- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Таблица 5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-50	50-950	950-2400
Исходные данные			
D_d , см	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, тс	25	10	10
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, тс	20	8	8
$G_{проект}$, тс	6	7	10

где D_d – диаметр долота, см;

$G_{пред}$ – предельная осевая нагрузка на долото, тс;

$G_{доп}$ – дополнительная осевая нагрузка на долото, тс;

$G_{проект}$ – проектируемая осевая нагрузка на долото, тс.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно методике, приведенной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Все результаты представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м	0-50	50-950	950-2400
Исходные данные			
V_d , м/с	2,8	1,6	1,2
D_d	м	0,3937	0,2953
	мм	393,7	295,3
Результаты проектирования			
n_1 , об/мин	135	103	106
$n_{стат}$, об/мин	60	110	120
$n_{проект}$, об/мин	60	110	110

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса

разрушения горных пород. В данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому в проект применяются такие.

2.3.4 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов обеспечения работы забойного двигателя, обеспечения производительности насосов. Результаты расчета расхода бурового раствора представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результат расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-50	50-950	950-2400
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,60	0,45	0,35
K_k	1,3	1,4	1,3
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,11
V_m , м/с	0,0083	0,0069	0,0042
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0200	0,0190	0,0127
n	3	6	6
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,18	1,16	1,10
ρ_n , г/см ³	2,0	2,0	2,0
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	73	31	13
Q_2 , л/с	46	31	11
Q_3 , л/с	73	42	18
Q_4 , л/с	35	67	44
Области допустимого расхода бурового раствора			
	35-73	31-67	11-44
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
	70	67	40

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с;

Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора, исходя из условия

предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.3.5 Выбор и обоснования типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости, удельного момента, обеспечивающего вращение долота и расхода бурового раствора.

Для интервала бурения 40–800 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения предоставлены в приложение В.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР1-240.7/8.55	50-950	240	10225	2703	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР1-172,7/8.56	950-2400	172	8629	1166	19-38	84-168	10,0-15,5	63-211

2.3.6 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных

бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, долота, двигателя, центраторов и других составных элементов. компоновка низа бурильной колонны выбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

КНБК по интервалам бурения представлены в приложение Г.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект») представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на вынос.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-50	Долото	393,7	–	–	–	–	0,5	–	0,150	0,150	–	–	–
Бурение	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	8,5	0,1930	1,641	1,791	–	–	–
КНБК №1	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	16,4	0,1930	3,165	4,956	–	–	–
–	БТ	127,0	109,0	9,0	Е	ЗУ-155	24,6	0,0295	0,726	5,681	2,05	>10	>10
Кондуктор													
50-950	Долото	295,3	–	–	–	–	0,39	–	0,084	0,084	–	–	–
Бурение	Двигатель	240,0	–	–	–	–	10,75	–	2,005	2,089	–	–	–
КНБК №2	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	40	0,1560	6,240	8,329	–	–	–
–	БТ	127,0	109,0	9,0	Е	ЗУ-155	898,86	0,0295	26,52	34,85	1,93	6,72	3,52
Эксплуатационна													
2350-2375	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,043	0,043	–	–	–
Бурение	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	30	0,1560	4,680	4,723	–	–	–
КНБК №4	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	32	0,1560	4,992	9,715	–	–	–
–	БТ	127,0	109,0	9,0	Е	ЗУ-155	2313	0,0295	68,22	77,94	2,86	3,00	1,95
950-2400	Долото	215,9	–	–	–	–	0,25	–	0,047	0,047	–	–	–
Бурение	Двигатель	172,0	–	–	–	–	9,15	–	0,830	0,877	–	–	–
КНБК №3	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	8,4	0,1560	1,310	2,187	–	–	–
–	Калибратор	215,9	100,0	–	–	–	0,4	–	0,060	2,247	–	–	–
–	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	49,8	0,1560	7,769	10,02	–	–	–
–	Яс гидрав.	171,0	63,6	–	–	–	3,5	–	–	10,02	–	–	–
–	БТ	127,0	109,0	9,0	Е	ЗУ-155	2329	0,0295	68,69	78,71	2,60	2,97	1,81

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов:

Направление, интервал 0-50м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,17 * 0,0098 * 50}{9,81 * 50} = 1286,5 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (1)$$

Кондуктор, интервал 50-950м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,13 * 0,0098 * 950}{9,81 * 950} = 1242,5 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right] \quad (2)$$

Эксплуатационная колонна, интервал 950-2400м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,05 * 0,01 * 2400}{9,81 * 2400} = 1102,1 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (3)$$

Состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 0-2400 м. представлены в таблице

Таблица 10 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 0-2400 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка еденица измерения	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
		киллограм	киллограм	упаковок	киллограм	упаковок	киллограм	упаковок	киллограм	упаковок
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25,0	57	3	307	13	418	17	783	32
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	4115	4	21933	22	29912	30	55961	56
Барит	утяжелитель	1000	464	1	469	1	461	1	1395	2
Полиакриламид	понижитель фильтрации	25	–	–	219	9	299	12	518	21
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистр	–	–	438	18	598	24	1036	42
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	–	–	65	3	89	4	155	7
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	–	–	241	10	329	14	570	23
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	25	–	–	1315	53	1794	72	3110	125
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	–	–	438	18	598	24	1036	42

Технологические показатели полимер-глинистого раствора представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технологические показатели растворов

Бентонитовый раствор под направление	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,29
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2
Полимер-глинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,24
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5
Полимер-глинистый раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,1
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны. Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2400 м. представлен в приложение Е.

2.3.8 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;

- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Таблица 12 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	50	бурение	0,455	0,054	периферийная	3	17	97,3	2,93
Под кондуктор									
50	950	бурение	0,66	0,093	периферийная	7	11	96,2	4,93
Под эксплуатационную колонну									
950	2400	бурение	1,031	0,098	периферийная	7	9	80,8	3,93
Отбор керна									
2350	2375	отбор керна	0,545	0.052	периферийная	5	7	98,9	3,11

Таблица 13 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	50	бурение	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	115	33,12	66,24
50	950	бурение	УНБТ-950	2	95	150	266	1	125	32	64
950	2400	бурение	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	125	36	36
2350	2375	отбор керна	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	75	21,6	21,6

Таблица 14 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м от (верх) до (низ)		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	бурение	75,6	61,5	0	4,0	0,1	10
50	950	бурение	207,5	60,1	67,3	67,7	2,3	10
950	2400	бурение	215,5	45,6	83	55,7	21,2	10
2350	2375	отбор керна	115,3	68,2	0	23,5	19,5	4,4

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 15

Таблица 15 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2350-2375	БИТ 215,9/100 В 913 0	2-5	20-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в приложение Е.

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных

скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 2.

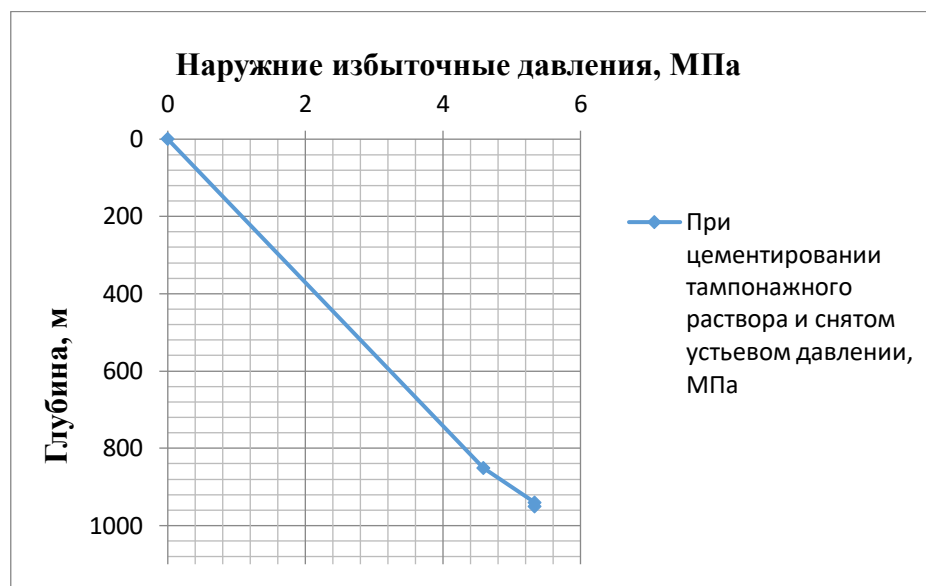


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 3

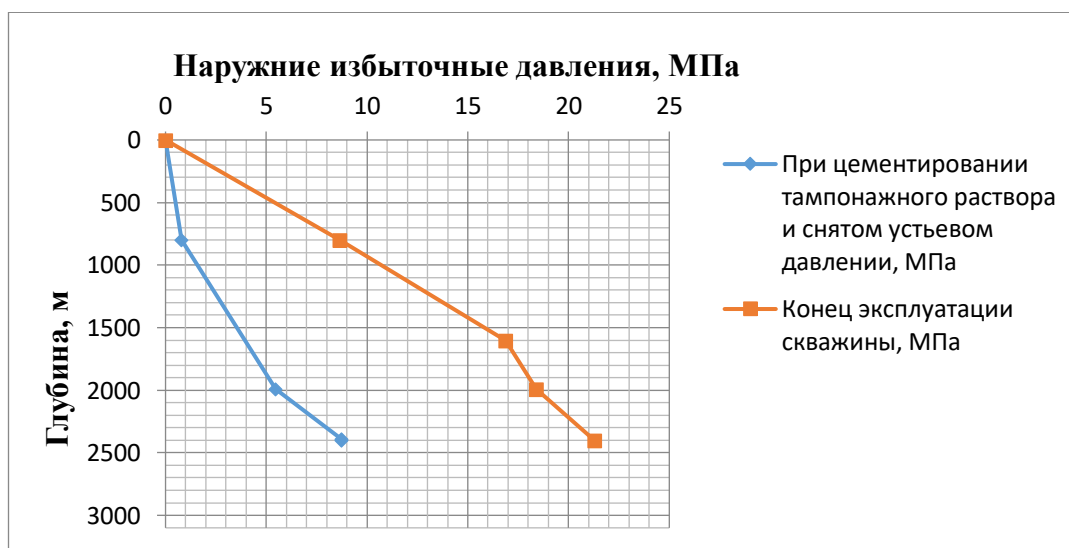


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 5

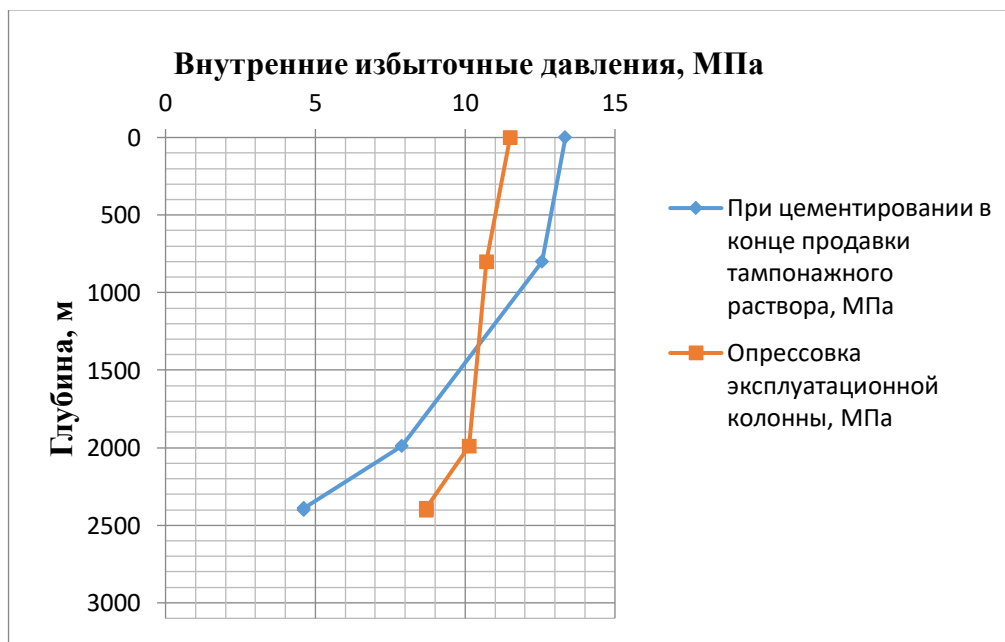


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 16

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Направление							
1	Треугольная	Д	10,0	50	85,4	4270	4270	0-50
	Кондуктор							
1	ОТТМ	Д	7,9	950	47,0	44650	44650	0-950
	Эксплуатационная колонна							
1	ОТТМ	Д	10,6	410	41,3	16933	80812	1990-2400
2	ОТТМ	Д	8,0	1990	32,1	63879		0-1990

2.4.1.1 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 17

Таблица 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	50	50	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	40	4	4
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	950	950	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	940	940	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	50	2	25
		50	950	23	
	ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	940	940	1	1
Эксплуатационная, 169	БКМ-169 «Нефтемаш»	2400	2400	1	1
	ЦКОДУ-169 «Нефтемаш»	2390	2390	1	1
	ЦПЦ 169/216 «Нефтемаш»	0	950	24	61
		950	2400	37	

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6
–	ЦТ 169/216 «Нефтемаш»	950	2400	73	73
	ПРП-Ц-В 169 «Нефтемаш»	2380	2380	1	1
	ПРП-Ц-Н 169 «Нефтемаш»	2390	2390	1	1

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

В данном разделе представлены результаты расчетов эксплуатационной колонны на внутренние и внешние избыточные давления. Расчет остальных обсадных колонн производится аналогично.

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 1:

$$P_{\text{гскп}} + P_{\text{гдкп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}},$$

$$36,03 \text{ МПа} \leq 43,39 \text{ МПа}$$
(4)

Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м³		Плотность жидкости, кг/м³	Объем воды для приготов- ления, м³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
1	2		3	4	5	6
Буферная жидкость	7,16	1,43	1100	0,357	МБП-СМ	1573
		5,72	1100	2,28	МБП-МВ	2508
Продавочная жидкость	47,39		1000	47,39	-	-
Облегченный тампонажный раствор	39,04		1400	26,06	ПЦТ-III-ОБ(4- 6)-100	32176
					НТФ	15,82

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6
Нормальной плотности тампонажный раствор	9,66	1800	9,81	ПЦТ - II - 100	12111
				НТФ	3,96

Рассчитываем давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (5)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 20,49 \quad (6)$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_б \quad (7)$$

Для цемента нормальной плотности

$$m = 4,958 / 15 = 0,38$$

Для облегченного

$$m = 42,635 / 15 = 5$$

Технологическая схема обвязки цементирующей техники приведена на рисунке 6.

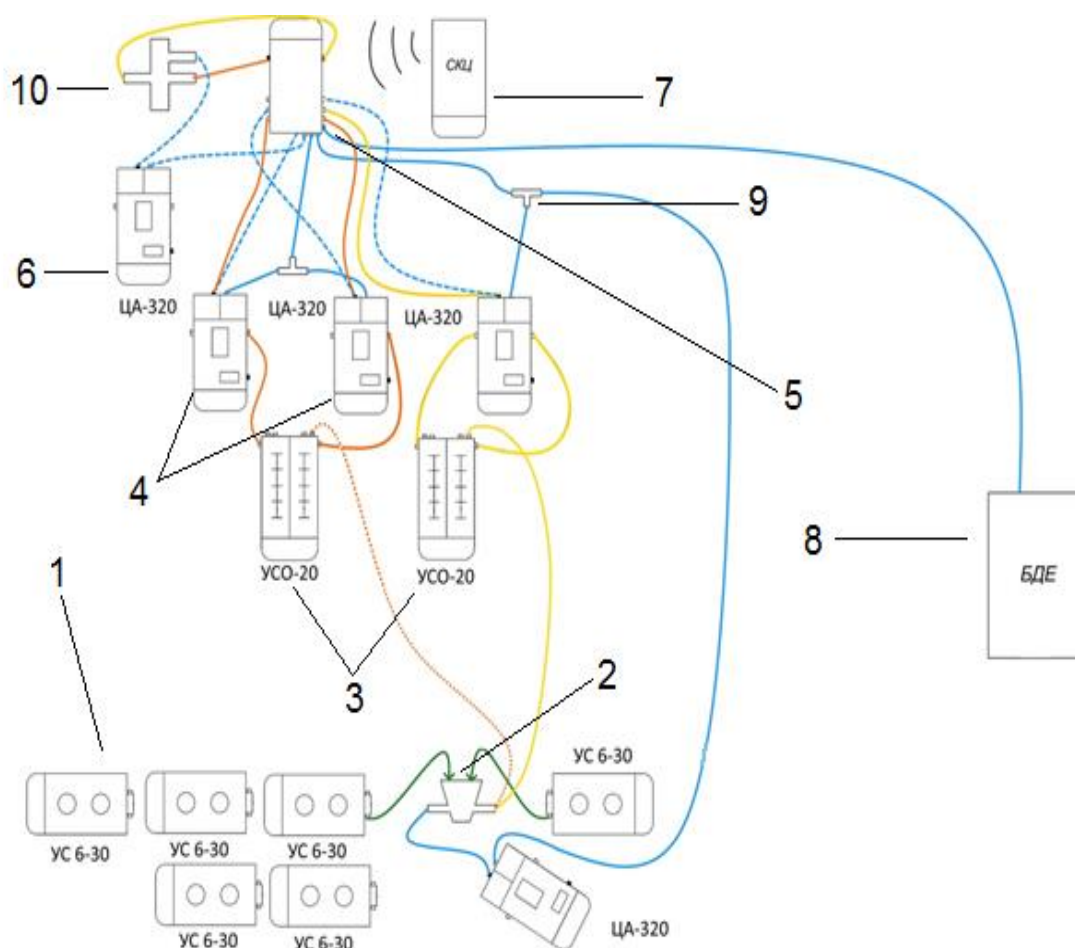


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники:

- 1 – цементосмесительная машина УС6–30; 2 – гидроворонка;
 3 – осреднительная емкость УСО–20; 5 – цементировочный агрегат ЦА–320М; 5 – блок манифольдов СИН–43; 6 – цементировочный агрегат ЦА–320М (резервный); 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок дополнительных емкостей; 9 – тройник; 10 – цементировочная головка; 11 – подводящая линия; 12 – автоцистерна

2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 4

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1070 \text{ кг/м}^3, \quad (8)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 5.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(0 + 54,47) = 103,45 \text{ м}^3 \quad (9)$$

$V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ,

$V_{внэк.}$ – внутренний объем ЭК, м^3

Результаты проектирования перфорации скважины представлены в таблице 19

Таблица 19 – Результаты проектирования перфорации скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
15	Кабель	Кумулятивная	ORION 73KJ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

В базовые функции пластоиспытателя входит:

1. построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
2. глубинный анализ пластового флюида;
3. отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени. Имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПЛГК-120, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию.

Выбираем для установки арматуру фонтанную АФ1-80/65х21

2.5 Выбор буровой установки

После подсчета веса бурильной колонны, обсадной колонны и максимальный вес обсадной колонны (Таблица – 20), была выбрана буровая установка БУ 3000/200 ЭУК-1М.

Таблица 20 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка–2500/ 160 ЭСК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	68,24	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	80,8	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	105,04	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	1,6
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	160		

3 ДОЛОТО С АЛМАЗНЫМИ ВСТАВКАМИ STINGER

Алмазная вставка конической формы Stinger представляет собой инновационную модификацию режущей структуры, значительно повышающую эффективность любого долота PDC Smith. Расположенная в центре долота вставка обеспечивает концентрированное приложение нагрузки для более эффективного разрушения породы, что обеспечивает увеличение срока службы долота и повышение МСП. В ходе сравнительных полевых испытаний стандартных долот PDC Smith и долот PDC Smith, оснащенных вставкой Stinger, в широком диапазоне типов пород и эксплуатационных параметров долота, оснащенные алмазной вставкой Stinger, продемонстрировали большую надежность и стабильность, а также повышение МСП.

С момента своего появления долота Smith с алмазной вставкой Stinger в центре были использованы более 2000 раз и неизменно обеспечивали повышение средней МСП на 15%. Уникальное расположение элементов Stinger на лопастях придает долотам дополнительную надежность и позволяет использовать их в самых сложных геологических разрезах при максимальных параметрах

Сравнение с традиционными долотами PDC. Так как скорость вращения стандартных резцов PDC, расположенных вблизи центра режущей структуры, ниже, эффективность выноса породы из центральной части забоя снижается, особенно при бурении твердых пород. Кроме того, так как наибольшая нагрузка приходится на резцы, расположенные в центре, изменения эксплуатационных параметров и свойств породы могут привести к разрушительным поперечным колебаниям и повреждению резцов. С помощью интегрированной инженерно-аналитической платформы IDEAS разработчики долот укоротили лопасти, на которых располагаются центральные резцы долот PDC, вращающиеся с низкой скоростью. Отсутствие этих резцов снимает напряжение в центральной части профиля забоя во время бурения, которую непрерывно разрушает установленная в центре алмазная вставка Stinger, повышая таким образом эффективность бурения. Кроме того, продемонстрированная долотами

с алмазными вставками Stinger устойчивость создает положительную динамику, повышая устойчивость ствола скважины, снижая нагрузку на компоненты бурильной колонны и повышая надежность КНБК.

При разработке месторождений в северной части Пермского края необходимо бурить очень твердые карбонатные породы с высоким содержанием кремния. Бурение таких пород долотами PDC осложнено, а часто невозможно, т.к. их резцы не способны выдерживать сильные ударные нагрузки и получают серьезные повреждения и износ. В связи с этим инженерами компании «Шлюмберже» было предложено использование революционной технологии – долото StingBlade* с алмазными элементами конической формы Stinger. Для повышения надежности бурового инструмента инженеры также использовали систему моделирования IDEAS для разработки долота инновационного типа, при котором алмазные конические элементы и резцы PDC размещаются по всей режущей структуре – от центра долота до калибрующей части. При этом агрессивная форма алмазных конических элементов объединяется с превосходной ударной прочностью и износостойкостью, для создания высокоэффективного режущего/вспахивающего действия, позволяющего улучшить показатели бурения в твердых породах. Анализ показал, что новое долото инновационного типа способно повысить эффективность бурения и противостоять ударным нагрузкам во время бурения твердых карбонатных/кремниевых пород.

В рамках разработки комбинированного режущего/вспахивающего механизма разрушения породы долот с резцами было проведено изучение новых режущих элементов и их оптимального расположения в целях повышения эффективности бурения. В результате получили инновационный поликристаллический алмазный элемент конической формы с толстым слоем алмазов – Stinger. Коническая форма в сочетании с ультратолстым слоем поликристаллических алмазов обеспечивает превосходную ударную прочность и износостойкость. Применение данного элемента в центре долота PDC позволило повысить МСП и длину проходки.

Лабораторные испытания. Для того чтобы количественно измерить ударную прочность алмазного конического элемента по сравнению с обычным резцом PDC, были проведены лабораторные испытания с использованием однорезцового устройства. Оба элемента сбрасывали на блок упроченной стали с силой удара 18 000 фунтов. Этот эксперимент имитировал переходное бурение долотом PDC от мягкого сланца к твердому известняку на скорости проходки 60 футов/час. Резец PDC вышел из строя при первом же ударе, который полностью разрушил кромку резца. Конический алмазный элемент, напротив, выдержал 100 ударов с силой 18 000 фунтов без повреждений. При измерении износостойкости конического алмазного элемента использовался вертикально-токарный станок. Алмазный конический элемент помещали в зажим и неподвижно закрепляли в вертикально-токарном станке, после чего элемент перемещали на вращающийся гранитный цилиндр под давлением 30 000 фунтов/кв.дюйм. Данные испытаний показали, что конический элемент рассеивает теплоту трения эффективнее обычных резцов PDC и благодаря своей уникальной форме имеет более высокую износостойкость. На основании результатов обоих испытаний было установлено, что толстый алмазный слой конического элемента Stinger практически удваивает его ударную прочность и на 25 – 30% увеличивает износостойкость по сравнению с обычными резцами PDC. Такие характеристики указывают на то, что долота с алмазными коническими элементами имеют большой потенциал для увеличения продолжительности рейсов и скорости проходки в условиях, предполагающих ударные нагрузки, включая твердые переслаивающиеся пласты/конгломераты, бурение в переходных породах и пластах с высоким содержанием пирита и кремния

Анализ успешного применения в России. Одним из ярких примеров использования технологии StingBlade на территории России является ее применение на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Наиболее сложной, с точки зрения разрушения горных пород, является секция под эксплуатационную колонну. Верхний интервал представлен карбонатными

горными породами средней крепости, далее следует интервал очень крепких пород и заканчивается твердым и абразивным песчаником. Физические свойства представленных горных пород существенно снижают ресурс долот вне зависимости от типа и классификации. Первая отработка долот в Тимано-Печорском регионе производилась на Кыртаельском месторождении, где бурение Доманикового и Старооскольского горизонтов Девонской системы осуществляется, как правило, трехшарошечными долотами, вооруженными вставками с кодами IADC 617 и выше. С целью оптимизации бурения секции под эксплуатационную колонну, замены трехшарошечных долот и увеличения рейсовой скорости бурения, было предложено использование долот с StingBlade. пробурить интервал из-под башмака предыдущей колонны и Доманиковый горизонт одним долотом. Использование технологии StingBlade позволило:

1. Впервые на месторождении, без дополнительных спуско-подъемных операций;
2. Увеличить среднюю механическую скорость бурения по секции на 14%, в сравнении со скважиной, где бурение осуществлялось долотами конкурентов;
3. Сократить количество долот и рейсов при бурении секции с восьми до двух и с девяти до четырех соответственно.

Инновационные долота StingBlade с алмазными коническими элементами, использованные для бурения скважин на севере Пермского края, обеспечили повышение эффективности бурения в трудных карбонатно-кремниевых пластах. Новые долота заменили шарошечные долота TCI и обычные долота PDC при бурении горизонтальных скважин с ВЗД. Применение долот StingBlade Z813 с алмазными коническими элементами в России позволяет значительно снижать время бурения секции, обеспечивая более быструю добычу и улучшая экономические показатели для нефтедобывающих компаний. Специалисты Smith Bits, компании «Шлюмберже», продолжают работать над оптимизацией конструкции долота,

чтобы в полной мере использовать его превосходную ударопрочность и износостойкость.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Таблица 24 – Исходные данные

Наименование скважины	–
Проектная глубина, м:	2400
Способ бурения:	–
под направление	ротаторный
под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ГЗД
Цель бурения	разведка
конструкция скважины:	–
направление	d 323,9 мм на глубину 50 м
кондуктор	d 244,5 мм на глубину 950 м
эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 2400 м
буровая установка	БУ-3000 ЭУК-1М
оснастка талевого системы	5'6
насосы:	–
тип количество, шт.	УНБТ-950–2 шт.
производительность, л/с:	–
в интервале 0-50 м	66,24
в интервале 50-950 м	64
в интервале 950-2400 м	36
утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 98,2 м
забойный двигатель (тип):	–
в интервале 50-950 м	ДГР-240.7/8.55
в интервале 950-2400 м	ДГР1-172,7/8.56
при отборе керна	БИТ 215,9/100 В 913 0
бурильные трубы: длина свечей, м	24

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,037	530
2	50	950	900	0,042	1520
3	950	2400	1450	0,064	1290

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [1]

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (10)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H – количество метров в интервале, м. Для направления:

$$N = 50 \cdot 0,037 = 1,85 \text{ ч ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,037	1,85
900	0,042	37,8
1450	0,064	92,8
Итого		132,45

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / \Pi, \quad (11)$$

где Π – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 50 / 550 = 0,09$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
50	530	0,09
900	1520	0,59
1450	1290	1,12
Итого на скважину		1,80

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

1. спуск бурильных свечей;
2. подъем бурильных свечей;
3. подъем и установка УБТ за палец;
4. вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
5. подготовительно-заключительные работы при СПО;
6. наращивание инструмента;
7. промывка скважины перед подъемом инструмента;
8. промывка скважины перед наращиванием инструмента;
9. смена долота;
10. проверка люфта турбобура;
11. смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
12. крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на до- лото.

Расчет производится по формуле 7.

$$T_{СПО} = \Pi * n_{сно}, \quad (12)$$

где $n_{сно}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м; Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 28

Таблица 28 – расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интер-валы бурения	интервалбурения, м	размердолота, мм	норма проходки на долото,	Номер таблицы	Номер графа	интервалбурения, м	Норма времени, ч/м	
I	0-50	393,7	530	11	24	0-50	0,0121	0,60
II	50-950	295,3	1520	12	32	50-100	0,0122	0,61
						100-200	0,0133	1,31
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0160	1,6
						900-950	0,0166	0,83
ИТОГО								12,59
III	950-2400	215,9	1290	12	32	950-1000	0,0166	0,83
						1000-1100	0,0177	1,77
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
						2300-2400	0,0256	2,56
Итого								32,01

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление: $4 * 1 = 5$ мин;
- кондуктор: $20 * 1 = 20$ мин;
- эксплуатационная колонна: $54 * 1 = 54$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления - 4 ч, кондуктора - 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота - 7 минут. Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 8

$$L_c = L_k - L_n, \quad (13)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м. Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м};$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м.), переводника с долотом (1м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n. \quad (14)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 25 = 15 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (15)$$

где l_c – длина одной свечи, м Для направления:

$$N = 0,6 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 * 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 950 - 10 = 940 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 940 - 25 = 915 \text{ м};$$

$$N = 915 / 24 = 38,1 \approx 39 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 39 * 2 + 5 = 83 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2400 - 10 = 2390 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 2390 - 25 = 2365 \text{ м;}$$

$$N = 2365 / 24 = 98,5 \approx 99 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 99 * 2 + 5 = 203 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондук-

тора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 83 + 203 + 3 * (7 + 17 + 42) = 443 \text{ мин} = 7,38 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [24]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25ч.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 185,73 часов или 7,74 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$185,73 * 0,066 = 12,26 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 185,73 + 12,26 + 25 = 222,99 \text{ ч} = 9,29 \text{ суток.}$$

4.2. Линейный календарный график выполнения работ


Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 29.

Таблица 29– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству

эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 30.

 Условные обозначения к таблице 30: Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);

 Буровая бригада (бурение);


 Бригада испытания.

Таблица 30 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышкомонтажные работы												
												
												
Буровые работы												
												
												
Освоение												
												
												

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле :

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (16)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \Delta t / (t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p), \quad (17)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с

учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах 1 и 2.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Видработ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение	2,55	2,78	0,11
направлениекондуктор	45,64	49,74	2,07
эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление	3,56	3,92	0,16
направлениекондуктор	16,0	17,44	0,73
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H / T_M, \quad (18)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_P , м/ч

$$V_P = H / (T_M + T_{сно}), \quad (19)$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_h, \quad (20)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/n, \quad (21)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n)/H, \quad (22)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 32.

Таблица 32 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2400
Продолжительность бурения, сут.	5,51
Механическая скорость, м/ч	16,55
Рейсовая скорость, м/ч	12,25
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7763
Проходка на долото, м	1406
Стоимость одного метра	54638

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [25], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [26]

Прямые затраты (ПЗ) зависят от: Объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Вычитается по формуле: $ПЗ = М + ЗПС + ЭМ$, где

$М$ - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций.

$ЗПС$ – затраты на основную заработную плату рабочих

$ЭМ$ – стоимость эксплуатации машин и механизмов

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовые нормы трудового законодательства

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее – ТК РФ) [2]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется ТК РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда» [3].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей ТК РФ, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места учитываются следующие условия:

- буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- при бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4 метров;
- шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь

ограждения;

- выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;

- бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250 мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

5.2 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2740 метров, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 33.

Таблица 33 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [4])	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	–	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [11]
2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [12] СНиП 23-05-95[13]
3. Движущиеся части и механизмы	–	+	+	ГОСТ 12.2.003-74 [14] ГОСТ 12.4.026-2001[15]
4. Работа на высоте	–	+	+	ПОТ Р М-012-2000 [16]
5. Неблагоприятные климатические условия	–	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [17] ТК РФ Статья 109[18].

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 34.

Таблица 34 – Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.2.2.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой являются: электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор.

При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [11], эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

5.2.2.3 Отсутствие или недостаток естественного света.

Источник естественного (дневного) освещения - солнечная радиация, т. е. поток лучистой энергии солнца, доходящей до земной поверхности в виде прямого и рассеянного света.

Естественное освещение является наиболее гигиеничным и предусматривается, как правило, для помещений, в которых постоянно пребывают люди. Если по условиям зрительной работы оно оказывается недостаточным, то используют совмещенное освещение.

5.2.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [12].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, лк
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 метра, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 метра под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 метров от пола, полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 метров.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 метров.	30
Насосный блокпусковые ящики	На высоте не менее 3 метров.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 метров.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 метров.	100

5.2.2.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока I (А), проходящего через его тело, или напряжением

прикосновения U (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, емкости линии и т. д.

5.3 Критические значения тока.

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

- 0,6-1,5 мА – ток начала ощущения (в точках прикосновения);
- 10-20 мА – порог неотпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;
- 100 мА – ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [16] при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц.

5.3.1 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

5.3.1.1 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [14]. Оборудование относится к электроустановкам с

напряжением до 1 кВ .

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации;
- применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также, в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

5.3.1.2 Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

- обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;

- контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин.

- назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

5.4 Экологическая безопасность

5.4.1 Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;

- установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования.

5.4.2 Мероприятия по защите атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 [16] для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

5.4.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики [17].

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения,

самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания БШ может стать отмывка его от загрязняющей органики.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

5.4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения [18].

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС):

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

Список использованных источников

1. Байков Н.М. Опыт внедрения новых технологий для бурения нефтяных скважин –2011 –С. 130-133
2. Симонянц С.Л. Вестник Ассоциации буровых подрядчиков –2011 – С. 7–9
3. Бесон А.Л. Новый взгляд на режущие инструменты бурового долота– 2002–С. 28
4. Журнал Baker Hughes (том 1, номер 1, 2010г.)
5. Кершенбаум В.Я., Торгашов А.В. Буровой породоразрушающий инструмент. –2003 –С. 25–38
6. Libed.ru: [сайт]. URL: <http://libed.ru/knigi-nauka/352751-13-ministerstvo-obrazovaniya-nauki-rossiyskoy-federacii-nacionalniy-issledovatel'skiy-tomskiy-politehnicheskii-univ.php>
7. Studwood.ru: [сайт]. URL: https://studwood.ru/1288797/geografiya/gibridnaya_sistema_burovyh_dolot
8. Medlec.org: [сайт]. URL: <https://medlec.org/lek2-101205.html>
9. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 400 с.: ил. <http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C53732>
10. Матрьюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Матрьюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364-365. <http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C228081>

11. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с.

<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C25604>

12. СанПиН 2.2.4.548-96 – Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

13. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы.

14. ГОСТ 12. 1.004 – 91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».

15. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.

16. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности.

17. ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факторы.

18. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев. – Томск: 2018. – 16 с.

19. Жулина, С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 288 с.

20. Епихин, А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 75 с.

21. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементирования скважин/ А.В. Ковалев. – Томск: 2017, – 13с.

22. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс] URL:

<https://docplan.ru/Index2/1/4293743/4293743268.htm>.

23. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые.

24. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.

25. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018–12ти «Обиндексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2400 м.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. В связи с геологическим состав данного региона для бурения под направление было выбрано шарошечное долото, под кондуктор и эксплуатационную колонну были выбраны PDC долота, это было обусловлено составом пород и опытом бурения. С целью экономии средств было принято решение и более быстрого сооружения скважины, о бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну с использованием винтовых забойных двигателей ДГР-240.7/8.55 и ДГР1-172,7/8.56 соответственно.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Под направление и кондуктор было выбрано 2 насоса УНБ-950, а под эксплуатационную один. Данный выбор обеспечивает максимальный расход бурового раствора на данных интервалах.

Следует обратить внимание, что под кондуктор был выбран полимер-глинистый раствор, который обеспечит максимальную скорость проходки в данном интервале и минимизирует возможность возникновения осложнений при бурении на данном интервале. Под эксплуатационную колонну был выбран так же глинисто-полимерный раствор, это обусловлено тем, что данный раствор минимизирует воздействие на горную породу, так как он обеспечивает образование качественной глинистой корки и минимизирует поглощения бурового раствора, в условиях большого значения коэффициента кавернозности

это отличное решение .

Задача увеличения выноса керна решалась с использованием современных буровых головок, для отбора керна.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной. В силу, того что на данном интервалы давления находятся в допустимой зоне и ствол вертикальный были выбраны трубы ОТТМ. Данное решение сказывается увеличивает жизненный цикл скважины.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования с двумя пробками.

Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава, так как один компонент обладает хорошей моющей способностью, а другой (обеспечивает улучшенный, смыв глинистой корки со стенок скважин. В связи с экономией места на площадке, для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется при помощи перфорации участка. Для проведения испытания скважины спроектирован и специально подобран устройство для перфорации скважин ORION 73КЛ

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-35-168х245 К1 ХЛ, ОП5-280/80х35, АФ1-80/65х21

Для проведения работ выбрана буровая установка 2500/ 160 ЭСК-БМ, которая полностью удовлетворяет технологическим требованиям.

В специальной части рассмотрены долота с алмазными вставками Stinger. Представлены составы разных производителей, проанализированы их положительные и отрицательные стороны.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Приложение А

Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	
1	2	3	4	5	6
0	30	Четвертичная система	Q	0	1,4
30	180	Некрасовская серия	P _{3nk}	0	1,3
180	230	Чеганская свита	P _{3cg}	0	1,3
230	420	Люлинворская свита	P _{2ll}	0	1,3
420	450	Талицкая свита	P _{2tl}	0	1,3
450	600	Ганькинская свита	K _{2gn}	0	1,4
600	645	Славгородская свита	K _{2sl}	0	1,4
645	742	Ипатовская свита	K _{2ip}	0	1,4
742	762	Кузнецовская свита	K _{2kz}	0÷1	1,4
762	1647	Покурская свита	K _{1-2pk}	0÷1	1,4
1647	2253	Киялинская свита	K _{1kis}	0÷1	1,4
2253	2327	Тарская свита	K _{1tr}	0÷2	1,2
2327	2627	Куломзинская свита	K _{1klm}	0÷2	1,2
2627	2655	Баженовская свита	J _{3bg}	0÷2	1,2
2655	2736	Васюганская свита	J _{3vs}	0÷2	1,2

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (пиз)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	суглинки	50	почвенно-растительный слой; серые глины, иногда алевролитистые, суглинки буровато-серые, пески мелко- среднезернистые;
			глины	50	
P _{3nk}	30	180	пески	60	переслаивание песков серых, желтовато-серых, разномзернистых, иногда глинистых, алевролитов и серых песчано-алевритистых глин;
			глины	30	
			алевриты	10	
P _{3cg}	180	230	глины	70	глины голубовато-зелёные с многочисленными прослоями песков серых, светло-серых;
			пески	30	
P _{2ll}	230	420	глины	100	глины зеленовато-серые, жёлто-зелеными, плотные, жирные на ощупь, в нижней части опоковидными, с прослоями песков мелкозернистых, кварцев-полевошпатовых и слабых песчаников;
P _{1tl}	420	450	глины	90	глины тёмно-серые, вязкие, жирные на ощупь, с линзами песчрв и слабых песчаников мелкозернистых, с включением пирита;
			алевролиты	10	
K _{2gn}	450	600	глины	90	глины зеленоватые, известковистые с прослоями песчаников и песков; остатки фауны белемнитов, аммонитов, пелеципод и гастропод;
			пески	10	
K _{2sl}	600	645	глины	90	глины серые с прослоями тонкозернистых песков;
			пески	10	
K _{2ip}	645	742	пески	50	переслаивание песков и слабосцементированных песчаников, иногда глауконтовых и глин серых, алевролитистых, иногда опоковидных;
			песчаники	30	
			глины	20	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K _{2kz}	742	762	глины	100	глины серые, тёмно-серые, участками известковые, листоватые, тонкополосчатые, с линзами алеролитов;
K _{1-2pk}	762	1647	песчаники	50	чередование песчаников мелкозернистых, иногда известковистых, серых, алевролитов серых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения, по разрезу – включения углистого детрита;
			алевролиты	30	
			глины	20	
K _{1kis}	1647	2253	глины	50	чередование глин буровато-серых, сургучно-коричневых, комковатых, песчаников серых, мелко-среднезернистых, иногда известковистые, крепкие; алевролиты серые, крепкие, по всему разрезу – обугленный растительный детрит;
			песчаники	40	
			алевролиты	10	
K _{1tr}	2253	2327	песчаники	70	песчанки мелко-среднезернистые, косослоистые, различной крепости; пропластки алевролитов серых, плотных; аргиллитов серых, тонкоплитчатых, плотных
			аргиллиты	15	
			алевролиты	15	
K _{1klm}	2327	2627	аргиллиты	60	аргиллиты серые, участками слоистые, крепкие, алевроитистые, слюдистые; песчаники серые, мелкозернистые, участками слоистые, известковистые; алевролиты серые, разномзернистые, крепкие, с обуглившимися растительными остатками;
			алевролиты	20	
			песчаники	20	
J _{3bg}	2627	2655	аргиллиты	100	аргиллиты тёмно-серые до чёрных, битуминозные, плитчатые;
J _{3vs}	2655	2736	песчаники	45	песчаники разномзернистые, от слабо- до крепкоцементированных, разной степени сортировки, слюдистые; аргиллиты тёмно-серые, иногда плитчатые, крепки; алевролиты серые, крепки;
			аргиллиты	45	
			алевролиты	10	

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твёрдость, кг/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	суглинки	2,3	35	0	80	0	–	1	10	Мягкая
			глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	Мягкая
P _{3nk}	30	180	пески	2,1	25	1000	30-40	0	15	1	4	Мягкая
			глины	2,3	10	0	80	0	–	2	4	Мягкая
			алевриты	2,3	30	30	20	0	10	5	10	Мягкая
P _{3cg}	180	230	глины	2,2	10	0	100	0	10	2	4	Мягкая
			пески	2,0	25-30	1000	20	0	–	5	10	Мягкая
P _{2ll}	230	420	глины	2,2	10	0	100	0	40	2	4	Мягкая
P _{2tl}	420	450	глины	2,2	10	0	100	0	35	1	4	Мягкая
			алевролиты	2,3	15	20-30	30-40	0	150	5	10	Средняя
K _{2gn}	450	600	глины	2,2	20	0	90-100	0-10	30	1	4	Мягкая
			пески	2,1	18-25	0	10-20	0-3	–	1	10	Мягкая
K _{2sl}	600	645	глины	2,2	18-20	0	90-100	0-10	25	1	4	Мягкая
			пески	2,1	16	10-15	5-20	0-3	–	1	10	Мягкая
K _{2ip}	645	742	глины	2,2	16-18	0	90-100	0-10	25	1	4	Мягкая
			песчаники	2,2	16-22	10-500	5-20	0	130	1	10	Средняя
			пески	2,1	18-25	1000-2000	5-20	0-3	–	1	10	Мягкая
K _{2kz}	742	762	глины	2,2	10	0	90-100	0-5	35	2	4	Мягкая
K _{1-2pk}	762	1647	песчаники	2,2	22	–	20	3	135	5	10	Средняя
			глины	2,1	16	0	100	3	30	5	4	Мягкая
			алевролиты	2,3	16-18	15	30	3	60	2,5	6	Средняя
K _{1kis}	1647	2253	глины	2,4	10	0	1000	3	28	1	4	Средняя
			алевролиты	2,4	14-16	0-10	20-30	3	60	1	6	Средняя
			песчаники	2,2	22	10-900	20	3	150	1	10	Твёрдая
K _{1tr}	2253	2327	песчаники	2,2	16-22	20-900	20	5	100	3,5	10	Средняя
			аргиллиты	2,4	2	0	80	10	95	1	4	Средняя
			алевролиты	2,3	15	10	10-30	5	140	3	6	Твёрдая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K _{1klm}	2327	2627	аргиллиты	2,4	20	10	20	20-50	95	3	4	Средняя
			алевролиты	2,3	15	10-200	10	10	140	3	6	Твёрдая
			песчаники	2,2	16-20	80	16-20	5	100	3,5	10	Средняя
J _{3bg}	2627	2655	аргиллиты	2,4	2	0	90-100	8	95	3	6	Средняя
J _{3vs}	2655	2736	песчаники	2,3	15	10-100	20-30	0-5	230	2,5	10	Твёрдая
			алевролиты	2,3	5-10	0-10	30-40	0-5	140	2,5	6	Твёрдая
			аргиллиты	2,4	2	0	60-80	0-3	95	2,5	6	Твёрдая

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q-P1-3	0	450	Поглощения	Интенсивность – 0,5-1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
K1-2pk	762	1647	Поглощения	Интенсивность – 1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
Q – P1-3	0	450	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения < 1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5
K ₁₋₂	450	1647	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения < 1 сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K ₁₋₂	762	1647	Водопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъёмных операций
K ₁	1647	2627	Водопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъёмных операций
J ₃ – J ₁₋₂	2655	2660	Нефтеводопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъёмных операций
Q – P ₁₋₃	0	450	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения
K ₂ – K ₁₋₂	450	1647	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения
K _{1tr}	2253	2327	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения более 5 мин.

Приложение Б

Параметры забойных двигателей

Таблица Б.1- Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-800	800-2740
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2153
	мм	393,7	295,3	215,3
G _{ос} , кН		175	120	104
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	262,48	191,37
M _р , Н*м		-	2635	2249
M _о , Н*м		-	147,65	107,65
M _{уд} , Н*м/кН		-	36,93	27,33

Приложение В

Компоновка низа бурильной колонны по интервалам

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–50 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0–50 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез (3х20) мм	0.40	393,7	-	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник М152хМ152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037

Продолжение таблицы В1

1	2	3	4	5	6	7	8
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	1,593
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
5	КЛС-390 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	0,112
					3-171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,059
					3-152	Муфта	
7	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	1,593
					3-152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
9	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	0,519
					3-133	Муфта	
10	Переводник М133хН133	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
11	КШЗ 133х55	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
12	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50–950 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50–950 м)							
1	PDC БИТ 295,3 ВТ 419 СР (6х19мм)	0,441	295,3	—	3-152	Ниппель	0,082
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	—	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295,3 СТ	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР-240М.7/8	8,0	240	—	3-171	Ниппель	2,911
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	—	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
					3-147	Муфта	
9	УБТ- 178х90 Д	58,1	178	90	3-147	Ниппель	8,424
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0.35	225	100	3-147	Ниппель	0.011
					3-133	Муфта	
11	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	19,383
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ 133х55	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (950–2400 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну (950–2350; 2375–2400 м)							
1	PDC БИТ 215,9 ВТ 613(6х12,7мм)	0,4	215,9	–	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР-172 7/8.56	9,1	172	–	3-117	Муфта	1,081
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	8,3	178	90	3-147	Ниппель	1,593
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,018
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	66,4	178	90	3-147	Ниппель	9,628
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	71,809
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ 133х55	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица В.4 – КНБК для отбора керна (2350-2375м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2350-2375м)							
1	БИТ 215,9/100 В 913 0	0,3	215,9	100,6	3-161	Муфта	0.02
2	Керноотборный снаряд 178/100	30	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	33,2	178	90	3-147	Ниппель	4,814
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	70,796
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ 133х55	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Приложение Г

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Г.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Понижитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	103

Таблица Г.2 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15
Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5
Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Понижитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	150,4

Таблица Г.3 – Компонентный состав биополимерного раствора под эксплуатационную колонну

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Таблица Г.4 – Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал «0–2400 м»

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	50	40	393,5	-	1,375	31,74
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,858
Расчетные потери бурового раствора при очистке						19,97
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						42,45
Объем раствора к приготовлению:						63,49
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
50	950	750	295,3	306,9	1,348	71,97
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,46
Расчетные потери бурового раствора при очистке						45,07
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,75
Объем раствора в конце бурения интервала						87,66
Общая потребность бурового раствора на интервале:						143,95
Объем раствора к приготовлению:						87,66
Объем раствора к приготовлению:						73,0
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
950	2400	1940	215,9	228,7	1,35	114,15
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						37,26
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,35
Объем раствора в конце бурения интервала						177,89
Общая потребность бурового раствора на интервале:						228,3
Объем раствора к приготовлению:						140,64

Приложение Д

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Д.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготови- тельные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	–	–	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	–	–	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	–	–	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	–	–	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Материалы и запасные части при турбинном бурении ($4000 < V < 5500$ м/ст.-мес), сут	853,29	–	–	–	–	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	–	–	0,11	1,77	–	–	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	–	–	1,93	475,98	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	–	–	–	–	–	–	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	–	–	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	–	–	–	–	–	–
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	–	–	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	–	–	–	–	–	–
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	–	–	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	9,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	–	–	14,2	1070,68	25,4	1915,16	–	–
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	–	–	0,17	338,98	0,38	757,72	–	–
Биолуп LVL, т	324,74	–	–	–	–	–	–	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	–	–	0,085	1,56	0,06	1,0998	–	–
НТФ, т	916	–	–	–	–	–	–	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	–	–	–	–	–	–	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	–	–	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	–	–	6,39	175,33	63,3	1738,2	–	–
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		8266,31		2350,2		12579,36		24600,27	
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 М-ЦВ	686,4	–	–	0,1	68,64	–	–	–	–
БИТ 295,3 В516 УСМ.08	1379,7	–	–	–	–	0,43	593,271	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613	1028,4	–	–	–	–	–	–	1,18	1213,512

Окончание таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0			169,944		747,883		5187,779	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,31			2520,14		13327,24		29788,05	
Всего по сметному расчету, руб	54639,74								

Таблица Д.2 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1:	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4:	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1-6:	416414
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292

Продолжение таблицы Д.2

1	2
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	9422
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	256 123
Топографо-геодезические работы Скважины на воду	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы Проектные работы	790 3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	125020540
НДС 18%	22503697
ВСЕГО с учетом НДС	147524237

Приложение Е

Геолого-технический наряд

ГЕОЛОГО- ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД																
на бурение разведочной скважины глубиной 2400 м																
Оборудование:																
Буровая установка: 2500/ 160 30К-ВМ																
Лобовка: ЛБВ-600 АС 1																
Табельная установка: 4х5																
Ротор: Р-700																
Насосы: УНБТ-950																
Геологическая часть										Техническая часть						
Глубина, м	Оригиналы	Оригиналы	Литологическое описание пород	Температура	Скорость бурения	Исследования скважины	Исследования скважины	Исследования скважины	Конструкция скважины			Тип и размер двигателя	Тип забойного двигателя	Скорость бурения	Скорость бурения	Скорость бурения
									30 мм	25 мм	20 мм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
100	Песчаная	Четверг от г.		2	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная
200		Туркменская		5												
300		Нво-мийтовская		7												
400		Атлымовская		10												
500		Ленинградская		12												
600		Ленинградская		24												
700		Талицкая		26												
800		Ганьинская		31												
900		Оваторская		36												
1000		Платовская		40												
1100	Песчаная	Кузнецовская			Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная
1200		Песчаная		66												
1300		Песчаная		67												
1400		Песчаная		68												
1500		Песчаная		84												
1600		Песчаная		88												
1700		Песчаная		88												
1800		Песчаная		88												
1900		Песчаная		88												
2000		Песчаная		88												
2100	Песчаная	Песчаная		98	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная
2200		Песчаная		98												
2300		Песчаная		98												
2400		Песчаная		98												
<div><div></div> - песок<div></div> - гравели<div></div> - глина<div></div> - глине<div></div> - аргиллы</div>																

Оборудование:																	
Буровая установка: 2500/ 160 30К-ВМ																	
Лобовка: ЛБВ-600 АС 1																	
Табельная установка: 4х5																	
Ротор: Р-700																	
Насосы: УНБТ-950																	
Геологическая часть										Техническая часть							
Глубина, м	Оригиналы	Оригиналы	Литологическое описание пород	Температура	Скорость бурения	Исследования скважины	Исследования скважины	Исследования скважины	Конструкция скважины			Тип и размер двигателя	Тип забойного двигателя	Скорость бурения	Скорость бурения	Скорость бурения	
									30 мм	25 мм	20 мм						
																	30 мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
100	Песчаная	Четверг от г.		2	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная
200		Туркменская		5													
300		Нво-мийтовская		7													
400		Атлымовская		10													
500		Ленинградская		12													
600		Ленинградская		24													
700		Талицкая		26													
800		Ганьинская		31													
900		Оваторская		36													
1000		Платовская		40													
1100	Песчаная	Кузнецовская			Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	
1200		Песчаная		66													
1300		Песчаная		67													
1400		Песчаная		68													
1500		Песчаная		84													
1600		Песчаная		88													
1700		Песчаная		88													
1800		Песчаная		88													
1900		Песчаная		88													
2000		Песчаная		88													
2100	Песчаная	Песчаная		98	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	Песчаная	
2200		Песчаная		98													
2300		Песчаная		98													
2400		Песчаная		98													
<div><div></div> - песок<div></div> - гравели<div></div> - глина<div></div> - глине<div></div> - аргиллы</div>																	

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

- песок - гравели - глина - глине - аргиллы

-